

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРИМЕНИМОСТЬ УСТОЯВШИХСЯ ЭМПИРИЧЕСКИХ ПРАВИЛ В СОВРЕМЕННОЙ ПАРАДИГМЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС

Т.Т. Мансуров, Е.О. Бочаров

Научный руководитель - старший преподаватель Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Эмпирические правила возникают в любой цивилизации вследствие эффективного взаимодействия накопленного человеческого опыта и наблюдений. Методы, которые не работают, очень скоро отвергаются, а методы, удовлетворяющие требованиям, становятся частью культуры, традиций, применяются на практике или в науке.

В ГДИС применяются различные эмпирические правила. В данной статье рассматриваются некоторые общие и более частные правила, раскрываются их теоретическое обоснование и пределы применимости.

Правило «1½ логарифмических циклов». Правило 1½ логарифмических циклов впервые было представлено Ваттенбергером (Wattenbarger) [1]. Было обнаружено, что КВД и КПД формируют искомый прямолинейный участок в полулогарифмических координатах примерно 1½ логарифмических цикла, после того, как график зависимости ΔP от $\log \Delta t$ отклонится от прямой с наклоном в 45°. Однако, для скважин с низкими значениями параметра CDe^{2s} , характеризующего состояние призабойной зоны, прямую линию в полулогарифмических координатах можно было наблюдать уже после 1 логарифмического цикла, а для скважин с более высоким параметром CDe^{2s} , этот интервал увеличивался до 2 и более лог-циклов. Чтобы проиллюстрировать этот принцип рассмотрим хорошо изученную модель пласта с одним непроницаемым разломом. Рисунок 1 поясняет, как правильно применять правило «1½ логарифмических циклов». Влияние объема ствола скважины заканчивается при $\Delta t = 0.1$, сдвигаясь по временной шкале на 1½ логарифмических цикла, получим $\Delta t \approx 3$. Полученный результат согласуется с началом стабилизации кривой производной, что определяет радиальный приток. В случае если система забой/пласт еще не достигла радиального режима притока, возможны ошибки при определении «прямолинейного участка» после 1½ логарифмических циклов.

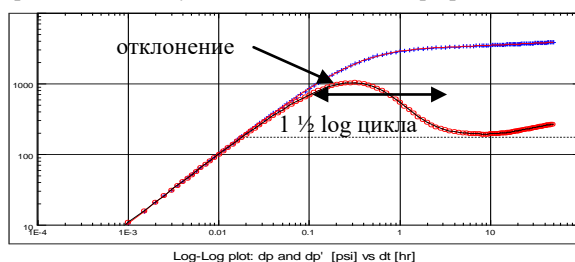


Рис. 1 КВД в скважине со скин-эффектом/эффектом влияния ствола скважины и с непроницаемой границей

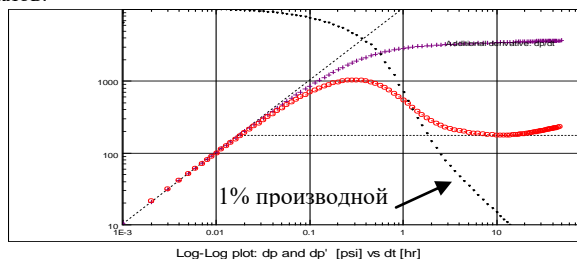


Рис. 2 Правило «1% первой производной»

Правило «1% первой производной». Это один из способов оценки времени окончания эффекта ВСС. Matthews и Russell предположили, что «после эксплуатационный приток» (эффект влияния объема ствола скважины) станет незначительным, когда объем притока жидкости к скважине снижается до 10% от первоначального дебита [2]. Они предложили замерять наклон кривой, отображающей зависимость разницы забойного (ВНР) и устьевого давлений (ТНР) от времени. Когда этот наклон снизится до 10% от своего первоначального значения, можно говорить, что эффект влияния ствола скважины стал незначительным. Использование скорости изменения ВНР как показателя объемов притока к скважине предполагает, что, если скорость изменения ВНР во времени (по определению Маттара – первая производная) снизится до 1% от первоначального значения первой производной, то влияние ствола скважины становится пренебрежимо малым и несущественным [3]. Иллюстрация применения данного принципа представлена на рисунке 2.

Правило «трехкратного увеличения». Принцип утверждает, что после отклонения от установившегося притока, скважина возвращается в состояние близкое к тому, которое характеризуется отсутствием любых отклонений, после прохождения времени в три раза большего длительности аномального течения. Для подтверждения выводов при решении уравнения фильтрации воспользуемся решением линейного стока.

$P_D = \frac{1}{2} \left\{ \ln \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right\}$ (1). Если работающую скважину закрыть на определенный период Δt_D , а затем снова запустить ее в работу на n периодов Δt_D , безразмерное давление при $r_D = 1$ (в скважине) определяется:

$P_D = \frac{1}{2} \left\{ \ln(t_D + (n+1)\Delta t_D) + 0.80907 \right\} - \frac{1}{2} \left\{ \ln((n+1)\Delta t_D) + 0.80907 \right\} + \frac{1}{2} \left\{ \ln(n\Delta t_D) + 0.80907 \right\}$ (2) или,

$P_D = \frac{1}{2} \left\{ \ln(t_D + (n+1)\Delta t_D) + 0.80907 + \ln(n/(n+1)) \right\}$ (3). Если скважину не останавливали, тогда безразмерное давление при времени равно $t_D + (n+1)\Delta t_D$ определяется по формуле: $P_D = \frac{1}{2} \left\{ \ln(t_D + (n+1)\Delta t_D) + 0.80907 \right\}$ (4).

Если из единицы вычесть отношение уравнения (3) к уравнению (4), то получим

$\% \text{ difference} = 100 * \ln((n+1)/n) / \ln[t_D + (n+1)\Delta t_D + 0.80907]$ (5) разницу между этими двумя давлениями выраженную в процентах. Допустим, что Δt_D достаточно мало по сравнению с t_D ,

$\% \text{ difference} = 100 * \ln((n+1)/n) / \ln[t_D + 0.80907]$ (6). Для $n = 3$ и $t_D = 10^8$, разница составляет примерно 1.5%. Уравнение (6) на самом деле представляет разницу в ΔP в процентах для двух ситуаций. Процентная разница в

абсолютных (размерных) давлениях будет еще меньше. Правило трехкратного увеличения дает ошибочные результаты при очень маленьком времени работы t_D ; для новых скважин, применение данного принципа может привести к ошибкам, выходящим за рамки допустимого.

Правило «менее ½ цикла». Принцип утверждает: «Переходный период производной ограниченный интервалом времени меньше ½ логарифмического цикла, не являются результатом влияния коллектора». Переходный период – изменение одного режима притока на другой. Если время переходного периода меньше ½ логарифмического цикла, то этот эффект можно игнорировать и применять к нему правило трехкратного увеличения. Мы не можем предложить никакого формального обоснования для данного правила и основываемся только на наблюдениях и моделировании. Ограничительный предел в ½ логарифмического цикла эффективно устраняет различные шумовые эффекты, хотя может быть еще меньше. Уже давно было подмечено, что переход от одного режима притока к другому, вызванный свойствами пласта, требует времени порядка 1 логарифмического цикла. При моделировании ограниченного пласта с непроницаемым разломом интервал времени от начала переходного периода до удвоения наклона на позднем временном интервале (LTR) занимает примерно 1 ½ логарифмических цикла. На Рисунке 1 нельзя увидеть полностью 1 ½ логарифмических цикла переходного периода, т.к. скважина не была закрыта на достаточно долгое время, что бы можно было различить удвоение наклона.

Закон веществ. При обзоре диагностического графика инженеры заметили, что за типичным «перегибом», характеризующим скин-объемный эффект влияния скважины, следует стабилизация производной, а затем идет прямой участок кривой с наклоном ½. Увидев характеристический признак «½ наклона», инженеры сделали вывод, что это должна быть модель скважины с трещиной бесконечной проводимости. Это решение не подтвердилось реальными данными, а правильная модель – это модель скважины со скин-объемным эффектом влияния скважины в линейном резервуаре. Геология подтвердила достоверность новой модели. На Рисунке 3 представлен диагностический график, соответствующий описанному случаю. На Рисунке 4 представлена похожая производная, но характерный участок прямой с наклоном ½ встречается до стабилизации производной. Эффект «½ наклона» как бы привязан к скважине. Это модель скважины с ГРП со скин-эффектом на поверхности трещины. Обратите внимание, что правило $1\frac{1}{2} \Delta t$ логарифмических циклов применено на Рисунке 3 и не использовалось на Рисунке 4. Если внимательно изучить Рисунок 4, то можно определить, что окончание прямолинейного участка с единичным наклоном приходится на $\Delta t = 0.001$. Прибавляя 1 ½ логарифмических цикла, получаем $\Delta t \approx 0.03$ h, или 1.8 минут. Однако достижение границы пласта за 1.8 минут – нереально для исследований на позднем временном интервале.

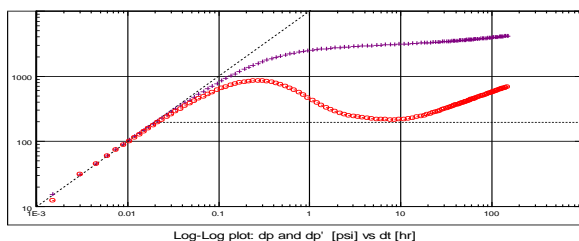


Рис. 3 Скважина со скин-эффектом/эффектом влияния ствола скважины в линейном пласте

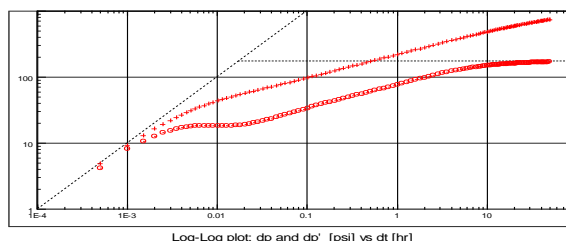


Рис. 4 Скважина с ГРП и со скином на поверхности трещины

Выброс производной. При интерпретации многих данных ГДИС наблюдается такой феномен, как выброс производной. Его можно заметить на диагностическом графике, когда во время действия объемного эффекта влияния ствола скважины кривая производной проходит выше кривой. Данное явление чаще всего встречается при проведении испытания пласта или других тестов с короткими периодами притока, такие как исследования при мгновенном создании депрессии или импульсный тест.

Универсальное значение r_w^2 . При выполнении интерпретации ГДИС, иногда бывает необходимо иметь под рукой значение r_w . Данный метод унифицирует это значение. Величина r_w всегда появляется в виде r_w^2 . И встречается в уравнении для определения скина и при вычислении безразмерного времени. Для широкого диапазона размеров буровых долот и обсадных колон, которые обычно используются в продуктивных зонах $r_w^2 \approx 0.1$ ft² ($r_w \approx 0.3$ ft). При переводе в единицы измерения СИ, после округления, получаем 0.01 m² ($r_w \approx 0.1$ m). Что касается погрешности: если ошибка приближения составляет 25%, то ошибка при вычислении скина составит примерно 0.15. Такая погрешность, изменит скин с 3.0 до 3.15, что не существенно для будущих ГТМ. Большее значение имеет погрешность при вычислении безразмерного времени.

Заключение. Для анализа ГДИС применим принцип «самое простое решение чаще всего самое лучшее». В соответствии с этим принципом можно определить процедуру проведения интерпретации ГДИС – следует начинать с простой модели и усложнять модель только по мере необходимости. Сложная модель содержит очень много параметров, поэтому всегда очень легко подгоняется к реальным данным и часто выглядит довольно привлекательной, хотя на самом деле модель может быть совершенно неуместной. Высокое соответствие модели реальным данным не обязательно означает, что можно выполнить качественную интерпретацию ГДИС.

Литература

1. Earlougher, R.C., Jr.: "Advances in Well Test Analysis", Society of Petroleum Engineers Monograph 5, Dallas, TX, 1977.
2. Matthews, C.S. and D.G. Russell: "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells", Society of Petroleum Engineers of AIME Monograph 1, Dallas, TX, 1967.
3. Mattar, L.: "Critical Evaluation and Processing of Data Prior to Pressure Transient Analysis," SPE 24729 presented at the 87th Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.C., October 4-7, 1992.